

GT Coûts

Contribution de la Fédération SUD Energie

Opportunité d'une estimation du coût des scénarios

Nous souhaitons tout d'abord saluer l'introduction d'autres indicateurs que le coût pour évaluer les différents scénarios. Jusqu'à très récemment, le coût a été le critère central, voire unique, d'évaluation des différents scénarios sur lesquels se cristallisaient les débats, même si dans les faits, les décisions d'investissement étaient souvent basées sur d'autres critères non explicites.

Nous demandons depuis longtemps à ce que le choix du mix énergétique soit guidé avant tout par la minimisation de l'impact environnemental. Aujourd'hui, le contexte de crise écologique majeure fait apparaître de nouveaux critères environnementaux, nous nous en félicitons.

Cette question de la prédominance du critère financier pourrait également se poser dans la gestion à court terme du parc de production : le Merit Order, basé sur les coûts variables, pourrait être remplacé par un ordre basé sur d'autres critères, empêchant par exemple d'appeler le charbon avant le gaz aux périodes où le prix du gaz est trop élevé.

Le coût peut néanmoins être un indicateur intéressant à regarder en complément des autres indicateurs, à la condition d'être décomposé en briques élémentaires analysables.

La nécessité de distinguer les différents types de coûts

Un indicateur n'a d'intérêt que s'il fait apparaître explicitement les hypothèses sous-jacentes, ce qui permet d'identifier les plus structurantes, de les faire varier pour obtenir des scénarios qui représentent au mieux les possibles, de pouvoir comparer les scénarios sur des bases explicites.

La démarche du GT coût, qui décompose le coût en différentes briques – coût de production, réseau, pilotage, flexibilité, commercialisation, etc., donne un éclairage essentiel.

Mais pour chaque brique, le coût fait porter à une même métrique des considérations très différentes, basées sur des hypothèses multiples.

Ainsi, le coût regroupe à la fois :

- Le coût des matières premières
- Le coût de main d'œuvre
- Le coût du capital

Le coût des externalités n'a pas été intégré au chiffrage économique, car il est difficile de leur associer une valeur socio-économique spécifique, et la mesure de leur impact est faite au travers d'autres indicateurs, environnementaux et sociétaux. Cela permet de ne pas « tout mélanger ».

Mais la même question devrait se poser pour les autres composantes du coût : il n'existe pas de « vérité » des coûts et celle-ci dépend essentiellement de choix politiques (qui permettent, selon la théorie économique, de gérer la pénurie en affectant une valeur aux différentes affectations d'une ressource insuffisante : main d'œuvre, ressource première, capital).

Ainsi, le **coût de main d'œuvre** dépend par exemple :

- de la localisation du travail, impliquant des niveaux de rémunération très différents
- Pour les emplois d'un pays donné (la France par exemple), des choix économiques de rémunération du travail, qui peuvent être largement amenés évoluer sur un horizon long terme. Par exemple :
 - L'assiette de calcul des charges sociales (aujourd'hui basé essentiellement sur le salaire, mais qui pourrait être élargi à l'ensemble des revenus)
 - Plus largement, le mode de rémunération des gens : actuellement, les revenus sont essentiellement liés au travail, mais d'ici 2050, on pourrait aller vers une société dans laquelle les revenus du travail ne seraient qu'un complément par rapport à un revenu universel inconditionnel.
- Plus généralement, tant qu'on est dans une situation de chômage de masse, il n'y a pas pénurie de main d'œuvre. On pourrait donc considérer que le « coût » de la main d'œuvre est nul, au sens où il n'y a pas de pénurie à gérer. A l'évidence, certains le considèrent même comme un coût négatif puisque l'objectif de créer de l'emploi apparaît souvent dans les évaluations de scénarios : suivant ce point de vue, il ne faudrait donc pas pénaliser, mais au contraire favoriser l'utilisation de main d'œuvre¹.

Le **coût des matières premières** (ou ressources naturelles) dépend de leur rareté mais aussi de décisions politiques des pays producteurs et de jeux spéculatifs. Il est généralement impossible à prévoir : personne n'est capable d'anticiper, par exemple, le prix du baril de pétrole à un horizon court, encore moins à 2050.

Le **coût du capital** dépend du niveau de risque estimé et du type d'acteurs, privé ou public. Il est donc fortement lié à l'organisation du secteur.

Il nous paraît donc essentiel, dans la mesure du possible, de séparer ces différents types de coûts, quitte à faire des approximations. Cela permettrait de mieux appréhender l'impact réel des différents scénarios et d'identifier les paramètres déterminant ces coûts. En l'absence de cette distinction, on risque d'avoir un indicateur de coût opaque et imprévisible, donc inutilisable pour la compréhension et la comparaison des scénarios.

La méthode proposée par RTE permet bien d'identifier la part correspondant au coût du capital, mais elle ne permet pas de distinguer celles correspondant au coût des matières premières et au coût du travail. Il serait également important de distinguer les coûts selon leur localisation : en France ou importés.

¹ Nous ne partageons pas ce point de vue : s'il est essentiel de garantir à chacun un emploi, d'accompagner les salariés dans de nécessaires reconversions, nous considérons que la création d'emplois doit partir des besoins sociaux et écologiques, en intégrant un souci de relocalisation. Une fois ces besoins pourvus, le partage du travail – notamment en partant à la retraite plus tôt – permet d'assurer à chacun un emploi utile et d'éviter les surproductions.

La prépondérance du taux d'actualisation

Nous saluons la mise en lumière du caractère déterminant du coût du capital, très longtemps passé sous silence au profit d'une focalisation sur les coûts de main d'œuvre, pourtant bien moindres.

Nous souhaitons cependant relever deux points : le choix des taux d'actualisation et la nécessité d'intégrer l'organisation du secteur électrique comme paramètre.

1) Le choix du taux d'actualisation public moyen, 4.5%, nous semble bien trop élevé

Le taux d'actualisation socio-économique retenu pour les investissements publics est celui préconisé en 2013 par la commission Quinet, soit 4,5%, qui se décompose en un taux sans risque de 2,5 %/an (passant à 1,5% au-delà de 2070), et une prime de risque de 2 %/an (avec un coefficient bêta fixé à 1).

Or les Etats peuvent aujourd'hui emprunter à taux nul, voire négatif (- 0,038 % pour le taux à 10 ans au 25 mai dernier et 0,70% environ pour le taux à 30 ans) , et la rémunération des livrets d'épargne populaire tels que le Livret A ou le Livret Développement Durable est inférieure à 1%.

Cette surévaluation, à notre sens, a plusieurs causes :

- Elle date de 2013, les taux ont largement baissé depuis
- La Commission Quinet évalue une « préférence pour le présent », et estime donc qu'il faut une rémunération supplémentaire pour accepter d'investir sur le long terme. Or le contexte de crise climatique devrait au contraire inciter les Etats à préférer à une consommation immédiate des investissements sur le long terme, dans un objectif d'atténuation de la crise.
- La prime de risque de 2% résulte d'un coefficient de corrélation de 1 (coefficient bêta) au PIB, car la commission considère que « *la rentabilité des investissements en moyens de production évolue dans le même sens que le PIB, tous deux corrélés à l'augmentation de la consommation d'électricité* ». Faute de quantifier précisément le niveau de corrélation, la Commission préconise de considérer que « *les investissements dans le secteur de la production d'électricité ne seraient ni plus ni moins risqués que la moyenne des investissements dans le reste de l'économie* ». Or les moyens de production n'ont aucune raison d'être corrélés à la consommation d'électricité : leurs débouchés sont normalement assurés, sauf en cas d'erreur de prévision à long terme de la consommation (ils seraient alors corrélés à l'erreur de prévision de consommation et non à la consommation elle-même). Les investissements dans le secteur de production, pour peu que le secteur soit régulé, ne présentent pas de risque, hormis des risques industriels : si les coûts retenus pour le BP intègrent un risque moyen, il n'est pas besoin de rajouter une couverture de risque (la couverture en espérance suffit et est déjà intégrée).

Finalement, pour un Etat, après prise en compte des risques industriels dans les coûts, le risque financier d'investissements dans la production et la maîtrise de la demande est nul, pour peu que le secteur soit régulé. Le taux d'actualisation moyen devrait donc se situer au taux des Etats sans risque, soit entre 0 et 1%. D'ailleurs, l'Etat pourrait parfaitement se financer directement par l'épargne privée, via des livrets d'épargne populaire.

Dit autrement, le capital, comme la main d'œuvre et les ressources naturelles, peut être vu comme un stock. Or pour un Etat, ce stock devrait être infini donc à coût nul, tant que la main d'œuvre est suffisante pour produire.

La nécessité maintenant partagée d'investissements publics massifs, au risque de se libérer de la règle européenne des 3% marque un virage (cette hypothèse a longtemps été jugée comme hérétique). Ce nouveau « champ des possibles » devrait être intégré dans les scénarios RTE, via des scénarios avec des taux d'actualisation nuls (hors inflation).

2) Documenter les taux d'actualisation du secteur concurrentiel

En parallèle à ce taux d'actualisation public, il serait très intéressant d'intégrer aux documents du GT Coût une analyse des différents taux d'actualisation constatés selon les hypothèses d'organisation du marché, de régulation, de types d'acteurs.

En effet, la logique opportuniste d'un acteur privé, qui fixe son taux d'actualisation en fonction du taux de rentabilité des investissements accessibles sur les marchés financiers (logique adoptée historiquement par EDF), conduit à des niveaux très différents. La Cour des Comptes Anglaise par exemple, donne quelques pistes, rapportées par exemple dans une [Tribune du Cercle](#), dans les Echos ²

« Dans une étude de 2017, [la Cour des comptes anglaise](#) a estimé le coût complet à 140 euros par mégawattheure (MWh) pour un taux de rémunération de 12 % (soit celui attendu par certains fonds privés d'investissement), il chute à 100 euros par MWh pour une rémunération de 9 % (taux minimum pour une entreprise introduite en Bourse), 70 euros par MWh pour 6 % (soit le taux habituel des investissements publics) et à seulement 30 euros par MWh en cas de retour attendu de 2 % (le taux où l'Etat français pourrait emprunter actuellement sur les marchés pour un investissement à 50 ans). »

Par ailleurs, des acteurs privés en concurrence font face à un risque bien supérieur à un acteur public en monopole : risque de perte de parts de marché, d'erreur dans ses prévisions, moindre foisonnement du risque industriel l'incitant à se couvrir face à un risque maximum et non en espérance. Cela conduit à une rémunération exigée des fonds propres mais aussi à des taux d'emprunt bancaire bien supérieurs à un acteur privé, auxquels s'ajoute une exigence de marge souvent importante.

² <https://www.lesechos.fr/idees-debats/cercle/nucleaire-et-liberalisation-une-equation-insoluble-1040232>

3) La mise en lumière de la prépondérance de ce paramètre devrait conduire à intégrer aux scénarios les choix relatifs à l'organisation du secteur électrique

La sensibilité des coûts totaux du système électrique aux taux d'actualisation devrait logiquement conduire à faire des variantes en fonction de l'organisation du système électrique – marché avec des acteurs privés en concurrence et une réglementation plus ou moins forte versus système public totalement régulé.

Dans une moindre mesure, l'organisation du marché a également un impact sur les coûts de commercialisation, les coûts d'organisation du marché (qui induit une complexité énorme, une désoptimisation de la gestion du parc, une duplication des systèmes d'information, des équipes de prévision, une perte de synergie sur toutes les fonctions support, un gonflement des équipes juridiques et administratives pour gérer les interfaces entre acteurs, etc.). Ces coûts devraient être identifiés et chiffrés, dans la mesure du possible.

A partir du moment où le coût est considéré comme un indicateur pertinent, il paraît difficile de faire l'impasse sur un paramètre aussi important que l'organisation du système électrique.

Remarques ponctuelles sur le document

§2.1.7 : « Les coûts de commercialisation, hors CEE, sont susceptibles d'évoluer mais ne varient pas a priori de façon significative d'un scénario à l'autre »

- Sauf si l'on intègre dans les scénarios des variantes liées à l'organisation du secteur électrique.

§2.1.8 : « Des mécanismes visent à valoriser certaines d'entre elles : c'est le cas du prix du CO₂ par exemple, dans le système européen d'échange de quotas d'émissions ETS (European Trading Scheme). **Mais cette valorisation est partielle** »

- Elle est surtout très discutable : elle varie beaucoup d'une année à l'autre et ne correspond pas à la valeur tutélaire. Elle ne permet pas de garantir la priorité du gaz sur le charbon, par exemple.

§2.1.8 : « Concernant le prix du CO₂, une hypothèse sera retenue pour simuler les équilibres européens et estimer les volumes produits par technologie, et notamment **représenter correctement l'ordre de préséance économique des productions à partir de différents combustibles fossiles** »

- Mais ne faut-il pas remettre en cause cette préséance économique et envisager une préséance écologique ?

§2.3 : « Elle ne permet pas non plus de refléter le niveau de coût du système électrique car elle n'intègre pas l'effet des dépenses encourues par le passé, ou progressivement au cours de la période d'étude, qui ont certes été déjà consenties mais qui ont conduit à des engagements financiers pour les consommateurs d'électricité (soutien à certaines filières) ou certains acteurs du système électrique (**investissements financés par le marché**).»

- La formulation à partir « qui ont conduit à des engagements financiers... **financés par le marché** » ne nous semble pas claire : on ne parle pas d'investissements publics, qui sont pourtant l'essentiel des investissements ; on parle en revanche d'investissements financés par le marché, alors que le marché ne finance à peu près aucun investissement (ils sont soit financés par des acteurs publics, soit par des mécanismes hors marché de type tarifs d'achat). Ne peut-

on pas avoir une formulation du type : « qui ont certes été déjà consenties mais qui ont conduit à des engagements financiers des acteurs du système électrique, qui se sont généralement répercutés dans la facture des consommateurs. »

§2.4.2 : « Selon la nature de l'investissement et des entités qui portent les coûts (investissements publics, investissements privés régulés, investissements privés exposés au risque de marché, etc.), **la définition du taux d'actualisation peut s'appuyer sur des méthodes de calcul différentes.** »

- Au-delà des différences de méthode, les valeurs peuvent également être très différentes selon les entités qui portent les coûts (pour une même méthode).

§2.4.2 : « Cette modulation peut être in fine un bonus [coefficient bêta négatif] **si le projet concourt à la résilience de l'économie dans les scénarios les plus défavorables** »

- Formulation difficile à comprendre. Pourquoi ne pas dire plus simplement : « si le risque du projet est inversement proportionnel à l'évolution du PIB. »

[Question pour toi] P19 : « Sur cette base, les évaluations pourront faire l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation, notamment pour tester l'impact liés à différents modèles de régulation ou liés à des incertitudes sur certains choix technologiques. »

- Pb de formulation "[...] pour tester l'impact des modèles d'organisation du secteur électrique (niveau de régulation notamment) et des incertitudes sur certains choix technologiques. »

P19 :

Au final sur cet exemple, pour des investissements de 3 000 €, les annuités totales se montent à 5 240 €, soit un coût de financement de 2 240 € (75% des coûts du capital).

- Il me semble que le coût du capital est le coût total. Donc le coût de financement représente 75% du coût d'investissement ou 43% du coût du capital

P20 :

(Allemagne, Pays-Bas notamment) ont déjà annoncé leur intention d'investir dans ces technologies. système français est très interconnecté, la prise en compte de ces moyens de production à l'étranger est nécessaire à l'équilibre du système électrique.

- Problème de formulation qui laisse penser que le CCS est nécessaire à l'équilibre d système en 2050.

P20 : les CAPEX des CCS correspondent-ils au coût de construction de nouvelles centrales ou de mutation de centrales existantes ?